

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2850) (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Заварзин Валентин Владимирович		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б5Б	Заварзин Валентин Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2850 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Обзор современных производителей ясов.

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Обзор современных производителей ясов	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	
6. Предварительная защита	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Заварзин Валентин Владимирович		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Обзор современных производителей ясов	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Заварзин Валентин Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2850 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Заварзин Валентин Владимирович		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Заварзин Валентин Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2850 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтегазовом месторождении (Томская область)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током – - Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

	<ul style="list-style-type: none"> - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Заварзин Валентин Владимирович		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц без учета приложений, 9 рисунков, 56 таблиц, 40 литературных источников, 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2850 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновки низа бурильной колонны, интервалы бурения и спуск обсадных колонн, интервалы цементирования. Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения, Обозначения, Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементиловочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементиловочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементилования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементиловочный агрегат;

ЭК – эксплуатационная колонна.

Оглавление

Введение	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть проекта.....	18
2.1 Проектирование конструкции скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	22
2.2.1 Выбор способа бурения	22
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	25
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	25
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	27
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	28
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	37
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	40
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	40
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	44
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	45

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	48
2.4 Выбор буровой установки	51
3 Обзор современных производителей ясов	52
3.1 Механические ясы	53
3.2 Гидравлические ясы.....	54
3.3 Оптимальное местонахождение яса	55
3.4 Работа ясом при прихватывании в стволе скважины	56
3.4.1 Работа ясом снизу вверх	56
3.4.2 Работа ясом сверху вниз	57
3.5 Ясы производства НПП «Буринтех».....	58
3.5.1 Крутильные ясы «SHOCK TURN».....	58
3.5.2 Осевые ясы	59
3.6 Ясы компании ЗАО "Гидробур-сервис"	60
3.7 Ясы компании ООО «НефтеПромЦентр»	61
3.8 Ясы компании ООО ПСК “УралНефтеБур”.....	62
3.9 Сравнительная характеристика производителей ясов.....	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	64
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	64
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	65
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	66
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей ..	67
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	67
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	68
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	70
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	70
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	70
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	71
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	72

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	72
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	73
5 Социальная ответственность	75
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область).	76
5.3 Мероприятия по снижению воздействия	78
5.4 Экологическая безопасность	82
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары	83
Заключение	85
Список использованных источников	87
Приложение А	91
Приложение Б	95
Приложение В	98
Приложение Г	102
Приложение Д	104
Приложение Е	110

Введение

Недропользователю важно получать геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин, поэтому данная работа актуальна для выбора оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Исходя из больших показаний каверзости требуется рассчитать нужное количество тампонажного раствора, требуется учесть эту проблему и при выборе технологической оснастки, рекомендуется использовать центраторы-турбулизаторы. Породы преимущественно мягкие, средней твердости и твердые. На данной площади распространена проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей так как породы имеют порово-трещиноватый вид коллектора, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурильной колонны, риск нефтегазоводопроявлений и перехода его в открытый фонтан.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2850 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

Для минимизации рисков возникновения прихватов ставится задача проанализировать современных производителей ясов, а так же оценить эффективность их использования.

Ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении Б.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений												Температура	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			°С	источник получе- ния
			кгс/см ² на м		источ- ник получе- ния	кгс/см ² на м		источ- ник получе- ния	кгс/см ² на м		источ- ник получе- ния	кгс/см ² на м		источ- ник получе- ния		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q + P	0	312	0,100	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,173	0,173	ПГФ	0	0,22	ПГФ	10	ПГФ
K ₂ gn	312	430	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,173	0,173	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K ₂ slv	430	490	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,173	0,173	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	16	ПГФ
K ₂ ip	490	652	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,172	0,172	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K ₂ kz	652	675	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,172	0,172	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K ₁₋₂ pk	675	1515	0,101	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,172	0,172	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	45	ПГФ
K ₁ kl	1515	2140	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,175	0,175	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	46	ПГФ
K ₁ tr	2140	2232	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,175	0,175	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	50	ПГФ
K ₁ klm	2232	2450	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	85	ПГФ
J ₃ bg	2450	2475	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	86	ПГФ
J ₃ gr	2475	2495	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	87	ПГФ
J ₂₋₃ vs	2495	2570	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	94	ПГФ
J ₂ tm	2570	2794	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,24	0,24	ПГФ	99	ПГФ
P-T	2794	2800	0,103	0,103	ПГФ	0,103	0,103	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,24	0,24	ПГФ	99	ПГФ
Pz, D ₃	2800	2900	0,103	0,103	ПГФ	0,103	0,103	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,24	0,24	ПГФ	103	ПГФ

Таблица 2 - Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление на- сыщения в пластовых условиях, кгс/см ²	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Pz, D ₃	2800	2815	Трещино кавернозно поровый	760	50 - 300	70	—
Водоносность							
Q+P	0	312	Поровой	1000	—	—	Да
K ₁₋₂ pk	675	1515	Поровой	1010	—	—	Нет
K ₁ tr	2140	2232	Поровой	1020	—	—	Нет
J ₂₋₃ vs	2495	2570	Поровой	1020	—	—	Нет
J ₂ tm	2570	2794	Поровой	1012	—	—	Нет
Pz, D ₃	2835	2845	Трещино- кавернозно- поровый	1048	—	—	Нет

2 Технологическая часть проекта

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2850 м на месторождении Томской области. Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность числа колонн; глубин спуска колонн; интервалов затрубного цементирования; диаметров обсадных колонн; диаметров скважин под каждую колонну. При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения интервалов затрубного цементирования, применения потайных и комбинированных колонн.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины. Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

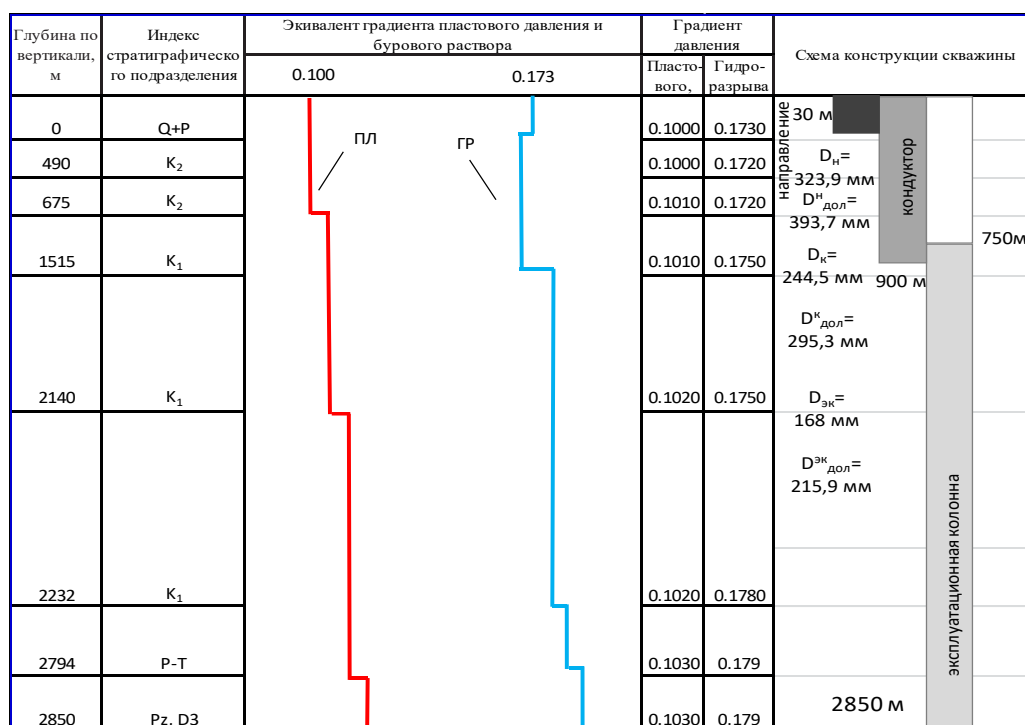


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 900 м, т.к. минимальная глубина спуска кондуктора, м (выбирается путем подбора значений таким образом, чтобы требуемый запас составлял 1,08-1,1), при значении 900 м запас прочности равен 1,10. Данные представлены в таблице 3.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 50 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2850 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Pz, D3
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	2800
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,103
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,172
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	760
Расчетные значения	
Требуемый запас	1,10
Принимаемая глубина, м	900

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 30 м. Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 900 м. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит, интервал цементирования составляет 750-2850 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из дебита скважины 300 м³/ч, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 187,7 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, 20 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 207,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 215,9 мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 12 мм.

$$D_{к\text{ вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 20 мм. Значит, диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1. Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 289,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{к\text{ вн}} = 307,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 35 мм. Значит, диаметр долота под направление считаем по формуле 1. Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 358,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 3, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа, равный 28,8 МПа для первого пласта; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³, равная 600

кг/м³ ; g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²; Н_{кр} – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, равная 2800 м.

$$P_{\text{му пл.}} = 28,8 - 20,88 = 7,96 \text{ Мпа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 4:

$$P_{\text{ГНВП}} = k \cdot P_{\text{му}}, \quad (4)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%); $P_{\text{ГНВП пл.}} = 8,76 \text{ Мпа.}$

Давления опрессовки определяется по формуле 5:

$$P_{\text{оп}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}}, \quad (5)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП. $P_{\text{оп пл.}} = 9,64 \text{ Мпа.}$

Подбор колонной головки осуществляется исходя из: типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС); допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа; диаметров обвязываемых колонн, мм; коррозионного исполнения (К1, К2, К3); исполнение по морозостойкости (ХЛ). Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО1-21-168х245 К1 ХЛ. Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80х21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будем производить роторным способом, данные приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-900	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
750-2850	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2798-2817	Отбор керна	Роторный (отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и средне-твердыми породами. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения. К их числу относятся: осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент; частота вращения инструмента (при роторном способе бурения); расход и качество бурового раствора. Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Для направления и кондуктора была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-900	900-2850
Шифр долота		III 393,7 МЗ-ЦГАУ	БИТ 295,3 В 516	БИТ 215,9 В 713
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		0,466	0,325	0,370
Масса, кг		184	70,0	52
Нагрузка, тс	Рекомендуемая	3-8	2-10	2-10
	Предельная	–	10	10
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	300-40	400-60	400-60
	Предельная	–	440	400

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-30	30-900	900-2850
Исходные данные			
Диаметр долота D _д , см	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка G _{пред} , тс	56	84	106
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка G _{доп} , тс	44,8	67,2	84,8
Проектированная нагрузка G _{проект} , тс	40	60	80

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-30	30-900	900-2850
Исходные данные				
Скорость, м/с		3,4	2	2
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения	расчетная, об/мин	165	130	177
	статическая, об/мин	60	140	180
	проектируемая, об/мин	60	130	177

В интервале бурения под направление (0-30 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить: эффективную очистку забоя скважины; вынос шлама на поверхность; устойчивую работу ВЗД; предотвращение гидроразрыва горных пород; обеспечение гидромониторного эффекта; предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал		0-30	30-900	900-2850
1		2	3	4
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)		0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)		0,65	0,6	0,4
Коэффициент каверзности (K_k)		1,3	1,3	1
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)		0,15	0,15	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)		0,0083	0,0083	0,0042
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)		0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м (d_{max})		0,22	0,189	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м (d_{nmax})		0,0159	0,0143	0,0064
Число насадок (n)		3	5	7
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)		0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)		1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)		0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)		1,15	1,15	1,12
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_п$)		2,2	2,3	2,4
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q_1	79	41	14.6
	Q_2	53,2	32,8	9,7
	Q_3	156	79	36
	Q_4	38	21	7,2
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с			28	42
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с			-	20-35

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с, Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с, Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с, Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 78 л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 44 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 25 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-30	30-900	900-2850
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		78	148	216
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		–	265,77	194,31
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		–	5614,2	6028,1
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		–	147,65	107,95
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		–	39,94	27,41

Для интервала бурения 50-500 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.5000.56, который позволяет

при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-178.3600.78, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.5000.56	30-900	240	9,000	1900	30-75	120-200	13,0-18,0	110-250
Д-178.3600.78	900-2850	178	6,890	985	25-35	95-145	9,0-12,0	60-130

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект». Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении В. Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-30	Долото	393,7					0,4		0,18	0,18			
Бурение	Калибратор	393,7	100,0				1,27		0,04	0,22			
КНБК №1	Переводник	225,0	100,0				0,44		0,03	0,25			
	УБТ	203,2	100,0				18,4	0,144	2,65	2,90			
	Переводник	225,0	100,0				0,5		0,05	2,95			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	ЗУ-155	8,99	0,021	0,26	3,22	1,71	>10	7,88
Кондуктор													
30-900	Долото	295,3					0,3		0,070	0,07			
Бурение	Калибратор	295,3	80,0				0,87		0,028	0,09			
КНБК №2	Переводник	225,0	80,0				0,54		0,040	0,13			
	Двигатель	240,0					10		1,900	2,03			
	Переводник	225,0	102,0				0,5		0,050	2,08			
	УБТ	178,0	90,0				36,8	0,144	5,299	7,38			
	Переводник	225,0	100,0				0,35		0,050	7,43			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	ЗУ-155	850,64	0,021	18,63	26,0	2,89	6,65	2,84
Эксплуатационная													
2798-2817	Долото	215,9					0,2		0,020	0,02			
Отбор керна	УБТ	172,0	48,0				14	1,400	19,60	19,62			
КНБК №3	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	ЗУ-155	2803	0,021	61,38	81,00	2,57	2,18	1,55
900-2850	Долото	215,9					0,37		0,05	0,05			
Бурение	Двигатель	178,0					7,9		0,98	1,03			
КНБК №4	УБТ	178,0	100,0				36,8	0,144	5,29	6,33			
	Переводник	178,0	100,0				0,35		0,03	6,36			
	Яс гидрав.	172,0	100,0				3,5		1,36	7,72			
	Переводник	172,0	100,0				0,35		0,03	7,75			
	УБТ	172,0	100,0				36,8	0,144	5,29	13,05			
	Переводник	172,0	100,0				0,4		0,03	13,08			
	Калибратор	215,9	100,0				0,46		0,06	13,14			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	ЗУ-155	2763	0,021	60,58	73,72	2,15	2,24	1,65

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле 11.

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right], \quad (11)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05);

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию (таблица 12) на пласт согласно правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать (таблица 13).

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	Под направление	Под кондуктор	Под техническую колонну	Под ЭК	Под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под ЭК
Удельный вес, кг/м ³	1319	1275	1175

Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 30-40 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурывающиеся глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	17	1
Структурообразователь: Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	50	1140	1
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	17	1
Регулятор фильтрации: ПАЦ НВ М-I PAC UL	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,5	21	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	350	4427	5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства показателя бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,32
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Интервал под кондуктор:

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимерглинистый буровой раствор.

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ. Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16.

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 17.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	128	5
Структурообразователь: Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	50	10281	10
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	308	12
Регулятор фильтрации: ПАЦ ВВ POLIPAC-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	1,5	128	5
Регулятор фильтрации: ПАЦ HB M-I PAC UL	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	0,6	1285	51
Смазочная добавка: DRILL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5,5	1285	51
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	350	80880	81

Таблица 17 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,27
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтеводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием полимерглинистого бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку.

Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18. Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 19.

Так как при бурении имеются интервалы с возможными поглощениями, необходимо заложить наличие на буровой материала для борьбы с поглощениями «NUT PLUG».

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен

быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Г.

Таблица 18 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,3	138	6
Структурообразователь: Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	15	11048	11
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	331	13
Регулятор фильтрации: ПАЦ ВВ POLIPAC-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	1,5	138	6
Регулятор фильтрации: ПАЦ НВ М-1 PAC UL	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	0,6	1380	55
Смазочная добавка: DRILL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5,5	1380	55
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	350	46927	47

Таблица 19 – Технологические свойства биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л/с/дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	30	Бурение	0,53	0,064	Периферийная	3	20	82,9	2,58
Под кондуктор									
30	900	Бурение	0,53	0,065	Периферийная	3	15	83,7	2,65
Под эксплуатационную колонну									
900	2850	Бурение	1,3	0,073	Периферийная	6	9	94,5	2,26
Отбор керна									
2798	2817	Отбор керна	0,662	0,07	Периферийная	8	8	63,5	1,63

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	Бурение	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	119	39,03	78,06
30	900	Бурение	УНБТ-950	2	95	140	309,7	1	99	22,18	44,35
900	2850	Бурение	УНБТ-950	1	95	150	266	1	105	26,88	26,88
2798	2817	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	114	25,54	25,54

Таблица 22 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	30	Бурение	59,5	45,8	0	3,6	0,1	10
30	900	Бурение	139,3	46,7	51,3	29,3	2	10
900	2850	Бурение	263,7	35,2	31,2	116,3	72,2	8,8
2798	2817	Отбор керна	91,2	26,7	0	36,3	20,9	7,4

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов.

Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2800-2815м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна 2798-2817м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением – БИТ-215,9/100, для получения более качественного отобранного материала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости и мягкими с прослоями средней твердости.

В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2798-2817	УКР-172/100 Кембрий	2-5	20-40	18-25

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продажной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	600	Глубина скважины, м	2850
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1900

Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}. \quad (12)$$

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2, 3, 4, 5 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

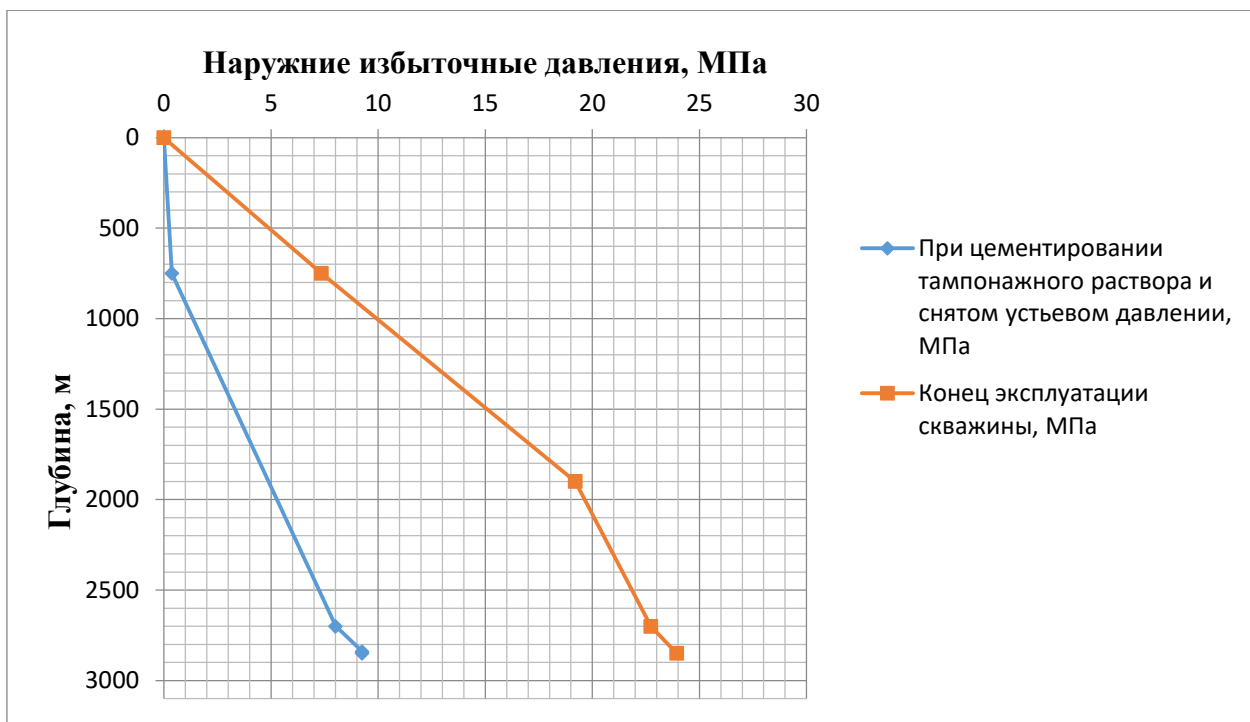


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений на эксплуатационную колонну

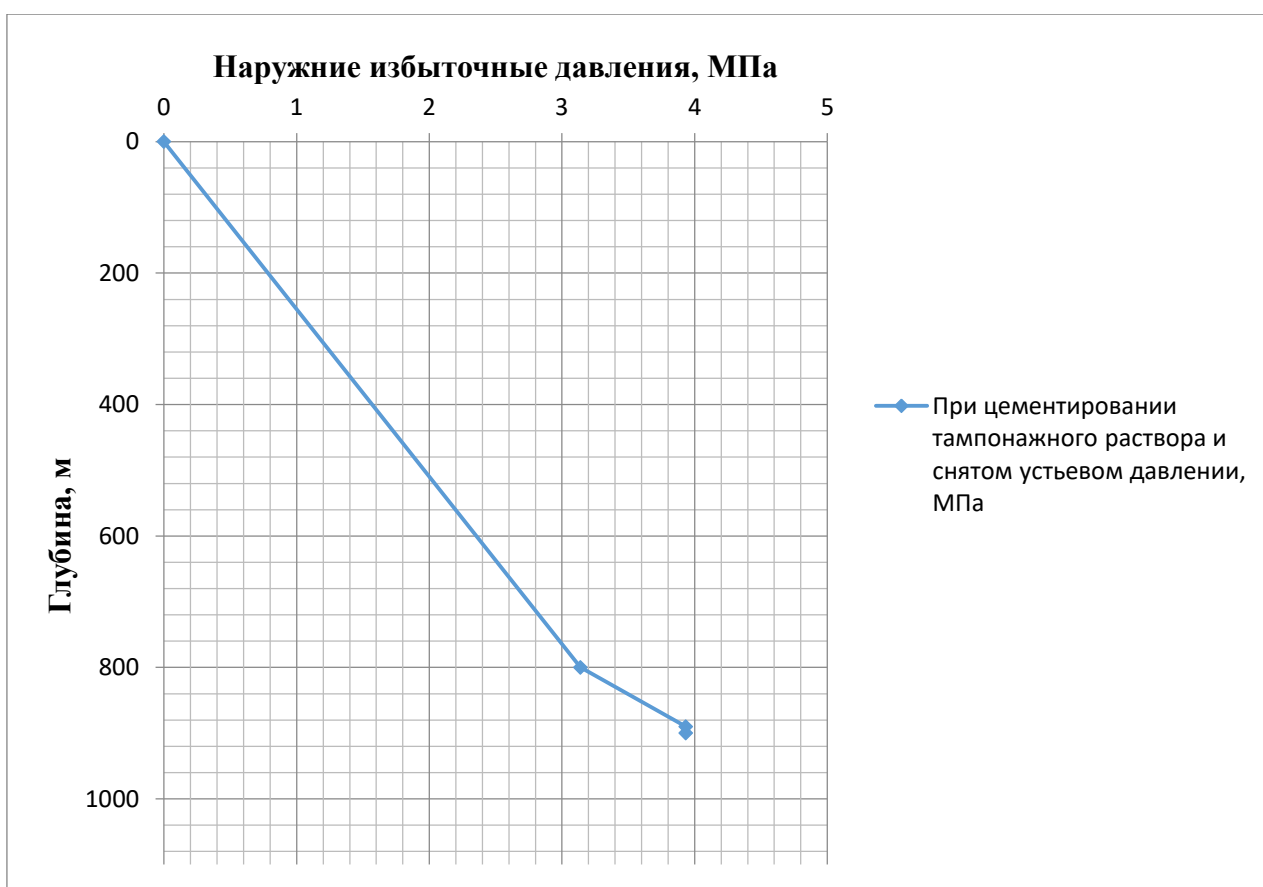


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений на кондуктор

Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (13)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4, 5.

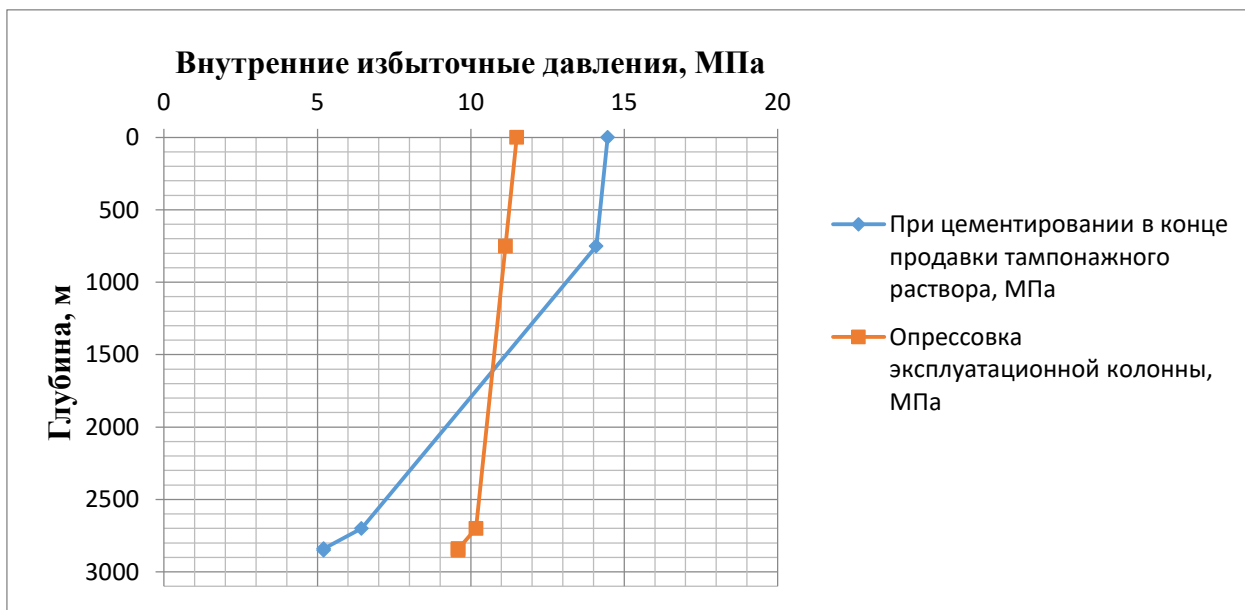


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений на эксплуатационную колонну

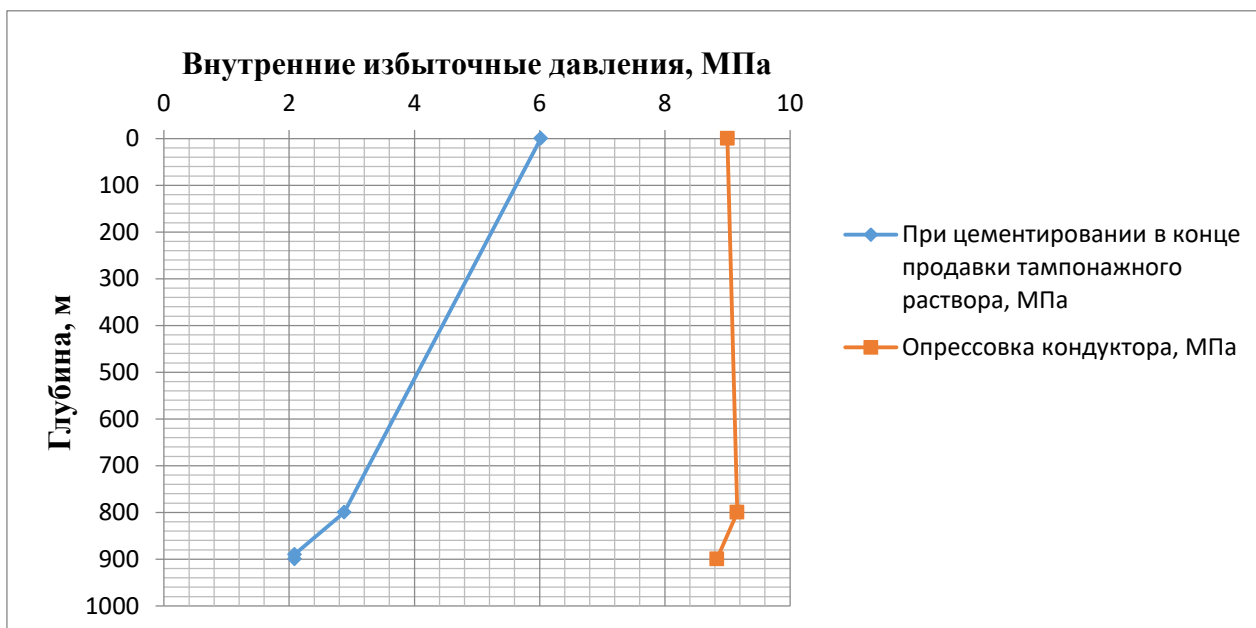


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений на кондуктор

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	68,5	2055	2055	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	900	48,1	43290	43290	0-900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	100	42,2	4220	103495	2750-2850
2	ОТТМ	Д	8,9	2750	36,1	99275		2750-0

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, диаметр условный	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество, шт	
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу	элементов на интервале	сумма
1	2	3	4	5	6
Направление, 351 мм	БКМ-351	30	30	1	1
	ЦКОДМ-351	20	20	1	1
	ЦПЦ 351/445	0	20	2	2
	ПРП-Ц 351	20	20	1	1

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	900	900	1	1
	ЦКОДМ-245	890	890	1	1
	ЦТ 324/394	30	900	18	18
	ЦПЦ 245/295	0	30	2	31
		30	900	29	
	ПРП-Ц 245	890	890	1	1
Эксплуатационная колонна, 168 мм	БКМ-168	2850	2850	1	1
	ЦКОДМ-168	2840	2840	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	900	18	57
		900	2850	39	
	ПРП-Ц В 168	2840	2840	1	1
	ПРП-Ц Н 168	2840	2840	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 14:

$$P_{\text{гскп}} + P_{\text{гдкп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}, \quad (14)$$

где $P_{\text{гскп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{\text{гдкп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$37,3 + 3,7 \leq 0,95 \cdot 44,72.$$

$$41 \leq 42,48.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 27 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10	2	1050	2	МБП-СМ	140
		8	1050	4	МБП-МВ	97,5
Продавочная жидкость	50,7		1000	—	Техническая вода	—
Облегченный тампонажный раствор	35,14		1400	30	ПЦТ- III - Об(4-6)-100	35140
					НТФ	12,3
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,5		1900	2,7	ПЦТ - I - 100	5500
					НТФ	1,1

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (15)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 35,14 / 10 = 3,5 - 4 \text{ УС 6-30.}$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 5,5 / 13 = 0,42 - 1 \text{ УС 6-30.}$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

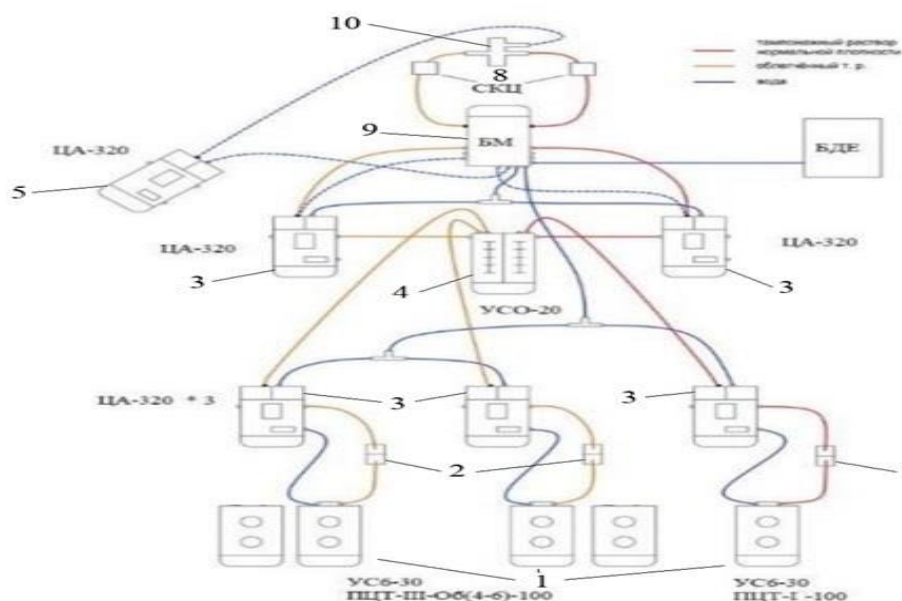


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – Бачок затворения;
 3 – цементеровочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия;
 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
 10 – устье скважины.

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 16:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (16)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{\text{пл}}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$P_{ж.г.} = \frac{(1+0,05)*28,8*10^6}{9,81*2850} = 1082 \text{ кг/м}^3$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 28 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
10	кабель	кумулятивная	ПКО114-АТ	20	2

Выбор типа пластоиспытателя

Данные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на кабеле ПЛГК-120

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 [4] существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более

35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21

2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования буровой установки

Выбранная буровая установка - БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	74	$[G_{кр}] * 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 74$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	104	$[G_{кр}] * 0,9 > Q_{об}$	$180 > 104$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	96	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	$200/6 = 2,08 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Обзор современных производителей ясов

Бурильные ясы уже около века используются в бурении скважин в борьбе с прихватами компоновки бурильных труб. Бурильные ясы имеют ограничения в использовании, в связи со своей конструкцией, область применения ясов при бурении горизонтальных и вертикальных скважин, скважин со значительным отклонением по вертикали.

Принцип работы яса в передаче ему колонной бурильных труб энергии деформации и преобразовании ее в кинетическую в месте прихвата. Бурильный яс входит в компоновку бурильной колонны в качестве превентивной меры для предотвращения прихватами инструмента.

В самом начале развития ясов конструкция бурильного яса представляла собой телескопический шток с механическим запорным устройством для надежной фиксации устройства. Спустя множество лет улучшения конструкции, сегодня конструкция ударного яса состоит из полого корпуса, внутри которого расположен стопорный механизм и непосредственно сам шток, перемещающийся внутри полости корпуса.

Бурильный яс транспортируется в скважину как в растянутом положении, так и в сжатом, в любом из положений движение стержня не происходит до момента, когда потребуется совершить спланированный удар. Для этого бурильщик на буровой установке придает колонне бурильных труб дополнительное усилие сжатия или растяжения. Назначение этого действия для освобождения прихваченного инструмента в скважине [9].

Принцип действия это последовательное нанесение ударов по месту прихвата. Удар с помощью яса – перевод энергии растянутой (сжатой) бурильной колонны в кинетическую энергию путем освобождения стопорящего устройства яса.

Разделение ясов:

1. По назначению – буровые; ловильные.
2. По использованию – правый (буровые); левый (ловильный).

3. По направлению – двухстороннего; одностороннего (только вверх).
4. По принципу действия – гидромеханические, гидравлические, механические. Названия "гидравлический" и "механический" отличаются по типу спускового устройства.

3.1 Механические ясы

В механических ясах используется механическое спусковое устройство. Предварительно известно необходимое количество нагрузки для срабатывания этого механизма. Яс приводится в действие только тогда, когда нагрузка на яс превысит величину предварительно установленного значения, в следствии этого происходит непосредственно сам процесс срабатывания механизма.. Яс можно использовать только тогда, когда он полностью открыт или полностью закрыт. Если действующая на него нагрузка стремится открыть его, то это состояние называется натяжением. Если же действующая на яс нагрузка стремится закрыть его, то это состояние называется сжатием.

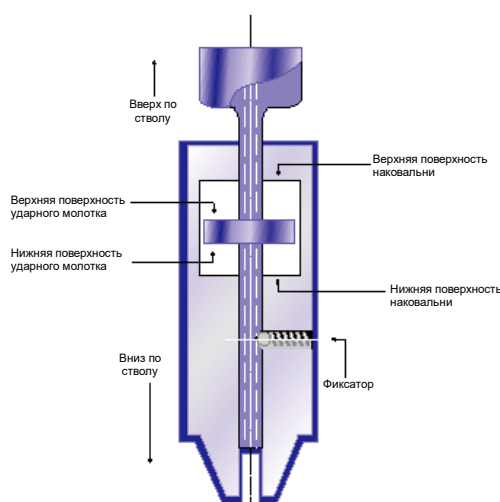


Рисунок 7 – Принцип действия механического бурильного яса

3.2 Гидравлические ясы

Гидравлический яс, также похож по принципу действия на механический, имеет свободный ход вверх и вниз. В отличие от механического, гидравлический яс снабжен наковальней и ударным молотком. В промежутке между ходом вверх и ходом вниз яс выполняет замедляющий ход. Обычно ход яса составляет около половины метра, равномерно распределенный на несколько фаз.

При воздействии усилия на яс, поршень заходит в цилиндрическое тело. Это заставляет масло внутри яса плавно перетекать с одной стороны поршня в другую. В конце хода поршень освобождает ударный молоток, который ударяет по наковальне, создавая сильное ударное действие.

Яс приводится в готовность при любой достаточной нагрузке, для инициирования регулирующего процесса (например, под действием веса утяжеленных бурильных труб, находящихся в компоновке низа бурильной колонны). При процессе замедления, обеспечивается дополнительное время для увеличения дополнительного усилия к ясу в целях получения наибольшего ударного действия. Чем больше нагрузка на яс, тем мощнее удар и тем скорее происходит регулирующий перетёк масла. Обычно, время данной задержки находится в интервале 10-50 секунд, а при незначительных нагрузках достигает более 5 минут.

Большая часть современных гидравлических ясов не могут быть зафиксированы в середине хода. Если яс находится в состоянии сжатия (полностью закрыт), то перед тем, как подвергнуть его воздействию нагрузки для нанесения удара сверху вниз, его следует взвести (с помощью свободного хода, а затем регулирующего хода). То же самое требуется, если яс находится в состоянии натяжения.

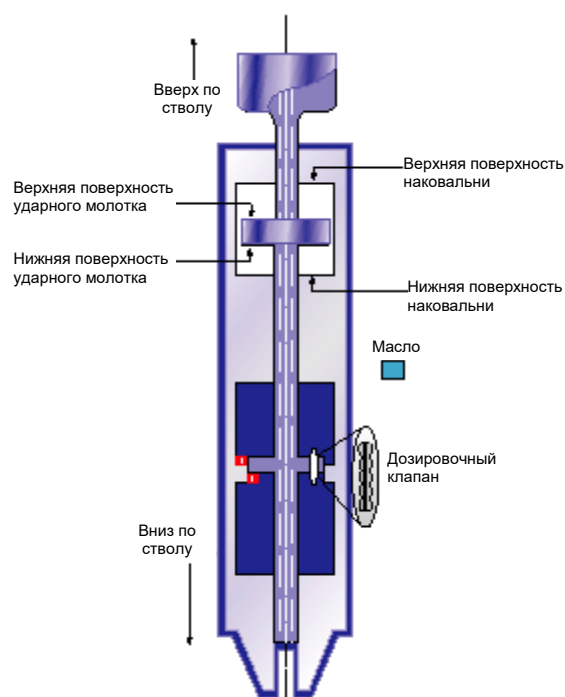


Рисунок 8 – Принцип действия гидравлического бурового яса

3.3 Оптимальное местонахождение яса

Для того чтобы значительно повысить производительность работы яса, следует следовать и исполнять следующие требования:

1. Использовать яс можно в режиме натяжения или сжатия.
2. Располагать яс следует на расстоянии не менее десяти метров выше элементов, диаметр которых больше самого диаметра яса.
3. Располагать яс следует ближе к тому месту компоновки низа буровой колонны, которое, ожидается, будет прихвачено и, желательно, выше этого места.
4. Рекомендуется располагать не менее трех утяжеленных труб или такое же количество тяжелых буровых труб, расположенных над ясом. Лучший вариант заключается в том, что если утяжеленные буровые трубы расположены ниже яса, то они должны быть расположены и выше него.

При процессе спуска в скважину, где нет трения, яс под действием веса компоновки низа буровой колонны, установленной ниже, может

самостоятельно произвести удар вверх. Срабатывание и ударное действие вниз может также произойти при посадке яса для бурения об забой, если на него воздействует сила сжатия, достаточная, чтобы вывести его из захвата. В буровых условиях реальной скважины необходимо учитывать величины затяжек и величину усилия пуска насосов выше яса. Наличие затяжек ниже яса соответствует именно тем требованиям, которые позволяют производить расчет величины усилия вывода яса из прихвата, несмотря на это, сохраняется необходимость производить дополнительные расчеты, сделанные на основе замера затяжки для бурильной колонны [8].

3.4 Работа ясом при прихватывании в стволе скважины

3.4.1 Работа ясом снизу вверх

При производстве ясом ударов вверх, затяжки в стволе скважины над ясом будут затруднять его выходу из прихвата. В это же время сила пуска насосов будет способствовать этому.

Следует рассчитывать показание значения веса, необходимое для высвобождения яса из прихвата. Показание значения веса, необходимое для высвобождения яса из прихвата, считается следующим образом: сумма веса колонны выше яса; установочное значение захвата яса; затяжка; минус усилие пуска насосов.

Первый удар рекомендуется наносить на основании рассчитанной величины затяжки, полученной для бурильной колонны в целом. Поэтому не следует использовать значительное натяжение при нанесении первого удара вверх, учитывая во внимание тот факт, что значение затяжки при расчетах могла быть преувеличена. Рекомендуется избегать нанесение ударов вверх и вниз до тех пор, пока не исчезнет крутящий момент бурильной колонны. Яс

выйдет из прихвата и при меньшей величине дополнительного натяжения, если насосы включены.

Для вычисления предельно допустимого значения индикатора веса, требуемого для нанесения удара вверх, следует изменить установочное значение захвата яса на величину предельного натяжения при гидравлическом замедлении, взятой из технических характеристик яса. Следует также использовать метод, указанный в рабочем паспорте яса.

После нанесения первого удара следует производить точное значение затяжки для свободной части буровой колонны выше яса, используя для этого его свободный ход. Для того чтобы яс вновь вошел в захват, следует посадить колонну на забой, чтобы на яс действовал вес колонны плюс нагрузка, которая не должна быть больше установочного значения захвата яса в нижнем положении.

3.4.2 Работа ясом сверху вниз

При нанесении ясом ударов вниз затяжки скважины выше яса будут сопротивляться его выходу из прихвата. Усилие пуска насосов также будет сопротивляться этому.

Следует рассчитать значение индикатора веса, необходимое для вывода яса из захвата. Показание индикатора веса, необходимое для вывода яса из захвата, рассчитывается следующим образом: сумма веса колонны выше яса, установочного значения захвата яса, затяжка, усилие пуска насосов.

Первый удар рекомендуется наносить исходя из расчета значения затяжки, измеренной для бурильной колонны в целом. Поэтому не следует использовать предельное натяжение при нанесении первого удара вверх, принимая во внимание тот факт, что значение затяжки при подсчетах могла быть выше реальной. Рекомендуется избегать нанесения ударов вверх и вниз до тех пор, пока не исчезнет крутящий момент бурильной колонны.

Яс выйдет из прихвата и при меньшей посадочной нагрузке, если насосы выключены. Это можно применять в случае, когда значение затяжки максимально. Производительность насосов можно уменьшить, чтобы сделать проще вывод яса из прихвата и усилить удар, а затем вновь восстановить.

Вес бурильной колонны является предельно допустимым значением для индикатора веса, необходимым для нанесения удара ясом вниз. После нанесения первого удара, следует произвести точное измерение силы затяжки для свободной части бурильной колонны выше яса, используя для этого его свободный ход. Для того, чтобы яс вновь вошел в захват, следует подвесить колонну, чтобы на яс воздействовал ее вес плюс нагрузка, которая не должна быть больше установочного значения захвата яса в верхнем положении.

3.5 Ясы производства НПП «Буринтех»

Гидравлические и механические ясы производства НПП «Буринтех» служат для высвобождения прихваченного внутрискважинного оборудования ударами, направленными вверх и вниз в сочетании со статической осевой растягивающей нагрузкой и крутящим моментом. Компанией НПП «Буринтех» выпускаются буровые и ремонтные ясы, левого и правого исполнений.

На сегодняшний день освоен выпуск принципиально новых, крутильных ясов правого и левого исполнения, предназначенных для освобождения прихваченного оборудования крутильными ударами, направленными как вверх, так и вниз [5].

3.5.1 Крутильные ясы «SHOCK TURN»

Конструкция крутильных ясов является собственной оригинальной разработкой НПП «Буринтех» защищенной российскими и зарубежными патентами.

Разработчики НПП «Буринтех» данной конструкции, в ходе многих испытаний, пришли к выводу, что лучшее высвобождение прихваченного тела происходит с одновременным его поворотом. Следственно, это можно попробовать использовать и при бурении, в ситуации, когда прихваченное в скважине оборудование легче извлечь, если прикладывать к нему не только ударные нагрузки, но и крутящий момент. Для решения данной задачи было спроектировано и освоено производство крутильных ясов «SHOCK TURN», которые могут воздействовать на прихваченную в скважине компоновку против часовой стрелки, ударами по часовой стрелке, а также ударами вниз или вверх в разных сочетаниях.

Основными преимуществами крутильных ясов «SHOCK TURN» является высокая энерговооруженность. Сила удара крутильного яса по показателям больше силы удара обычного яса в пять раз. Корпусная резьба, которая располагается между корпусом и нижним переводником, единственна. Форма яса очень компактна, позволяющая перевозить их на небольшом грузовом автомобиле и доставлять в труднодоступные регионы по воздуху на вертолете. В данном ясе отсутствуют экстремальные нагрузки, возникающие при работе яса на гидроцилиндр, расположенный в корпусе. Так же имеется возможность скорого ремонта агрегатов яса путем замены гидроцилиндра. Ясы «SHOCK TURN» имеют дополнительные функциональные возможности при ликвидации аварий.

3.5.2 Осевые ясы

Конструкция осевых ясов является собственной оригинальной разработкой НПП «БУРИНТЕХ» защищенной российскими и зарубежными патентами. Гидравлические осевые ясы компании НПП «БУРИНТЕХ» представлены в следующих наименованиях - ЯГБ-172, ЯГБ-172 Р, ЯГБ-172ВД.

Гидравлический яс ЯГБ-172 имеет обычное представление, для включения в состав роторных компоновок низа бурильной колонны используют – ЯГБ-172Р, для работы в условиях аномально высоких давлений – ЯГБ-172ВД. Теговое усилие для проведения удара равно сумме веса колонны над ясом плюс усилие разблокирования яса вверх плюс нагрузка для преодоления трения бурильной колонны о стенку скважины минус растягивающая яс нагрузка от работы бурового насоса. Назначенный ресурс наработки ЯГБ состоит около 5000 часов.

3.6 Ясы компании ЗАО "Гидробур-сервис"

Ясы гидравлические двустороннего действия ЯГ компании ЗАО "Гидробур-сервис" предназначены для работы в составе бурильной колонны в течение всего процесса бурения скважин с целью обеспечения безаварийной работы. Ясы компании ЗАО "Гидробур-сервис" целесообразно использовать в тех породах, где ожидается наибольшая вероятность прихватов. Ясы ЯГ применяются при бурении как роторным способом так и с применением забойных двигателей [6].

Яс ЯГ представляет собой сборные корпус и шток, и состоит из: шлицевой часть, обеспечивающая передачу крутящего момента бурильной колонны; поршневая камера с гидроцилиндром двустороннего действия с дроссельными отверстиями регулируемого сечения, создающая временную задержку при натяжении или сжатии бурильной колонны; механический фиксатор - устройство, блокирующее шток от осевых перемещений в корпусе до тех пор, пока усилие натяжения бурильной колонны не достигнет заданной величины. Все узлы яса – маслонаполненные.

Принцип работы ясов компании ЗАО "Гидробур-сервис": при прихвате колонны и создании на крюке бурового станка осевого усилия, превышающего усилие срабатывания фиксатора, в поршневой камере за счет течения масла

сквозь дроссельные отверстия малого сечения создается противодействующая сила, обеспечивающая временную задержку растяжения или сжатия яса. В течение временной задержки яса (30 секунд) колонна труб упруго деформируется (растягивается или сжимается). При выходе поршня из участка уплотнения гидроцилиндра шток резко освобождается от гидравлического сопротивления, возникает осевой удар, освобождающий колонну. Шлицы передают крутящий момент бурильной колонны при нормальной работе, а при прихвате создание крутящего момента вместе с осевой нагрузкой способствует более быстрому освобождению колонны. Место установки ясов определяется в соответствии с технологическими рекомендациями.

Ясы ЯГ ЗАО "Гидробур-сервис" предназначены для бурения скважин при температуре на забое не более 120°C с использованием в качестве рабочей жидкости воды или бурового раствора с массовым абразивным содержанием не более одного процента, с максимальной допустимой растягивающей нагрузкой, передаваемой на детали яса не более 82 тгс. Ясы ЯГ ЗАО "Гидробур-сервис" рассчитаны на условия работы, характерные для регионов с наибольшими объемами бурения: Западная Сибирь, Поволжье, Урал, Республика Коми и успешно применяются в некоторых из них (Саматлор, Приобское, Пермский край, Восточная Сибирь, Самарская обл. и др.). ЗАО "Гидробур-сервис" гарантирует соответствие требованиям, при соблюдении правил и условий эксплуатации, хранения, транспортирования и ремонта, установленных в паспортных инструкциях.

3.7 Ясы компании ООО «НефтеПромЦентр»

Компания ООО «НефтеПромЦентр» представляет ясы механические и гидромеханические и гидравлические [7].

Ясы гидромеханические типа ЯГМ 124 выпускаются с правой и левой присоединительной резьбой. Яс гидромеханические типа ЯГМ 124 состоит из четырёх секционного корпуса, трех секционного штока, поршня, узла фиксации яса в нейтральном положении, включающего плашки, кольца замка, кольца пружины, втулки нажимной, втулки балансировочной, колец регулировочных, втулки грязесъёмной, втулки предохранительной, набора уплотнительных элементов и специальных пробок. Полости между корпусом и штоком заполнены специальным маслом. Корпус яса гидромеханического типа ЯГМ 124 состоит из четырёх частей, соединённых специальными трапецеидальной резьбой. Подвижные и неподвижные соединения деталей яса ЯГМ 124 имеют уплотнительные элементы, предотвращающие утечки масла из маслонаполненных полостей и попадание в них промывочной жидкости при работе в компоновке бурильной колонны и при нанесении ударов. Внутренняя полость яса заполнена специальным маслом. Заправка гидромеханического ясса маслом осуществляется через отверстия в корпусе, закрываемые специальными пробками. Ясы гидромеханические типа ЯГМ 124 устанавливаются в компоновку бурильной или ловильной колонны.

3.8 Ясы компании ООО ПСК «УралНефтеБур»

ООО ПСК «УралНефтеБур» производит буровой гидромеханический яса ЯГМ-110 двустороннего действия собственной разработки, а так же спроектирован и разработан гидромеханический яс 120 габарита - ЯГМ-120.

Основными преимуществами являются: наличие в механической части защелки с пакетом тарельчатых пружин исключает несанкционированные срабатывания яса во время бурения и спускоподъемных операций. Возможность регулировки силы удара «вверх» в пределах диапазона усилий, за счет изменения силы натяжения бурильной колонны над ясом. Эксплуатация при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С.

3.9 Сравнительная характеристика производителей ясов.

Современные производители ясов во многом схожи в своих характеристиках, это обуславливается современными требованиями эксплуатации, стандартизации и качества, поэтому при использовании ясов исходят из опыта использования конкретного яса в требуемой локации, условий транспортировки и логистики, а так же исходя из ценовой политики компаний.

В таблице 30 представлена сравнительная таблица производителей ясов.

Таблица 30 – Сравнительная таблица производителей ясов

	ЯГ-120 (Гидробур-сервис)	ЯГБ-124 (Буринтех)	ЯГМ-124 (Нефтепромцентр)	ЯГМ-120 (Уралнефтебур)
Тип исполнения	Правое, двухстороннего действия	Правое, двухстороннего действия	Правое, двухстороннего действия	Правое, двухстороннего действия
Принцип действия	Гидравлический	Гидравлический	Гидро-механический	Гидро-механический
Наличие фиксатора	да	да	да	да
Максимальный наружный диаметр, мм	120	124	124	120
Диаметр проходного канала, мм	50	54	57	50
Максимально допустимая растягивающая нагрузка, т	120	120	130	120
Допустимый передаваемый крутящий момент, кНм	25	32	39	25
Гидравлическая задержка, сек	25±5	120±5	25±5	25±5
Номинально прикладываемая нагрузка для срабатывания яса, т				
-вверх	25	25	25	25
-вниз	15	15	15	15
Ход штока не более, мм	450	400	456	450
Длина в транспортном состоянии, мм	4810	2384	6700	4374
Масса, кг	290	139	350	220

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины, указаны в таблице 31.

Таблица 31 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2850
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 351 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 900 м
- техническая колонна	
- эксплуатационная колонна	d 168,3 мм на глубину 2850 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5х6
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-950 2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30 м	78
- в интервале 30-900 м	45
- в интервале 900-2850 м	27
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 0-30 м	
- в интервале 30-900 м	Д-240.5000.56
- в интервале 900-2850 м	Д-178.3600.78
Бурильные трубы: длина свечей, м	18,4

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 32.

Таблица 32 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,027	100
2	30	900	870	0,032	966
3	900	2850	1950	0,036	2785

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [10]

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 18:

$$N = T \cdot H, \quad (18)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,027	0,81
870	0,032	28,8
1950	0,036	75,6
Итого		105,21

Далее производится расчет нормативного количества долот n .
Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 19:

$$n = H/P, \quad (19)$$

где P – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 30 / 100 = 0,3.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	Нормативное количество долот, n
30	100	0,3
870	966	0,9
1950	2785	0,7
Итого:		1,9

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{\text{СПО}}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото [11].

Расчет производится по формуле 20:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (20)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении Д.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад и составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $18 * 1 = 18$ мин; эксплуатационная колонна: $42 * 1 = 42$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч., кондуктора – 36 ч., эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут, спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 21:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (21)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

$$L_c = 30 - 0 = 30 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n ,

м ведущая труба (16 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 22:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (22)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 15 = 15 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 23:

$$N = L_T / l_c, \quad (23)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 870 - 10 = 860 \text{ м;}$$

$$L_n = 15 \text{ м;}$$

$$L_T = 860 - 15 = 845 \text{ м;}$$

$$N = 845 / 18,4 = 47,55 \approx 48;$$

$$T_{\text{конд.}} = 48 * 2 + 7 = 101 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2850 - 10 = 2840 \text{ м;}$$

$$L_n = 15 \text{ м;}$$

$$L_T = 2840 - 15 = 2825 \text{ м;}$$

$$N = 2825 / 18,4 = 153,5 \approx 154 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 154 * 2 + 5 = 313 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут. Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок

направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 1 + 101 + 313 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 613 \text{ мин} = 10,22 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины [12]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени. Нормативная продолжительность проводки скважины составляет 249 часов или 10,4 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %. Общее время на выполнение ремонтных работ определяется: $249 \cdot 0,066 = 16,43 \text{ ч}$. Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 249 + 16,43 = 265,43 \text{ ч} = 11 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 35.

Таблица 35 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 36.

Таблица 36 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ													
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

Условные обозначения к таблице 36:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле 24:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (24)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (25)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Д2. Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направление	0,8	0,95	0,04
Кондуктор	24,2	26,7	1,11
Эксплуатационная колонна	49,1	50,5	2,10
Направление	3,8	4,2	0,17
Кондуктор	16,1	17,4	0,72
Эксплуатационная колонна	32,4	32,7	1,36
Итого	126,4	132,45	5,52

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении Д.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проходки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (26)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (27)$$

где $T_{\text{сно}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_h, \quad (28)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p, \quad (29)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (30)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 38.

Таблица 38 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2850
Продолжительность бурения, сут.	5,52
Механическая скорость, м/ч	27,1
Рейсовая скорость, м/ч	17,91
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	16234
Проходка на долото, м	1500
Стоимость одного метра, р	160983

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95.

5 Социальная ответственность

В настоящее время во многих отраслях промышленности тяжелый рабочий труд заменен автоматизированными системами, которые выполняют требуемые рабочие процессы, исключая большинство вредных воздействий на человека, тем не менее, не всех опасностей можно избежать, а профессии связанные с бурением каждый день сталкиваются с множеством вредных факторов. Эти факторы могут создавать неблагоприятные условия для работы.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Можно разделить эти факторы – работа с механизированными комплексами (тут работа пневматических, электрических систем, сложность обслуживания, вибрация, шум, подвижные многотонные элементы оборудования и т.д.), работа с химическими реагентами, воздействие неблагоприятных погодных условий. Поэтому нужно постоянно пытаться улучшить условия труда, оптимизировать рабочие процессы.

Труд при строительстве буровых установок, освоении и ремонте нефтяных и газовых скважин считается тяжелым и очень тяжелым. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.). Высокий уровень шума и вибрация сопровождают работу постоянно, они могут оказывать деструктивное воздействие на организм. Опасна и мелкодисперсная химия, ионизирующие излучения, растворы и технологические жидкости. Специфика проведения работ связана с риском возникновения взрывоопасных и пожароопасных ситуаций. Постоянный контроль над предотвращением таких моментов, держит сотрудника в напряженности – это оказывает негативное влияние на нервную систему и психологическое состояние.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426–ФЗ «О специальной оценке условий труда» [28], говорится, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов–спецодежды, обеззараживающих средств.

5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область).

В таблице 39 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству вертикальной разведочной нефтяной скважины.

Таблица 39 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству вертикальной разведочной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
<p>1. Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2. Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания.</p> <p>3. Освоение продуктивного горизонта.</p>	<p>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы.</p> <p>2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4. Пожарная безопасность.</p>	<p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [13] .</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [12].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [14].</p> <p>4 СНиП 2.04.05-91 [15].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [16].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [17].</p> <p>7 СНиП 23-05-95 [18] .</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [19].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [20].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [21].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [22].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [23].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [24].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [25].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [26].</p> <p>16 Н 2.2.5.1313-03 [27].</p>

5.3 Мероприятия по снижению воздействия

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод)-300 мг/м³, нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅)-3 мг/м³ (2-ой класс опасности).

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции [29]. Мероприятия для защиты от данного вида вредного воздействия: проводить влажную уборку помещения один раз в неделю и проветривание помещения искусственным и естественным методами.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м². С целью профилактики перегревания организуют

рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [30]. Основное требование к зимней спецодежде—это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99 [31], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [32].

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие

коврики под ноги у пультов управления различными механизмами. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [33].

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". [34]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05–95 "Естественное и искусственное освещение" [35]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [36].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [37]. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых

условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [38] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2 \div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой

15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты:

П.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

5.4 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность на протяжении всей истории развития была связана с многочисленными случаями неблагоприятного воздействия на природу и на сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы, дым от возникновения пожаров, горения нефтепродуктов, выделение в атмосферу от химических реагентов. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, современные очистительные системы.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного

пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо, нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы, уничтожение растительности, вырубка лесов. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Так же стараться минимизировать вредные воздействия, строго соблюдая план работ.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

В процессе строительства скважины возможны возникновения открытых нефтяных фонтанов, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, а так же непосредственно находящихся вблизи работников.

В случае возникновения аварийной ситуации, открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться

силами части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории: повышенная взрывопожароопасность (А); взрывопожароопасность (Б); пожароопасность (В1 - В4); умеренная пожароопасность (Г); пониженная пожароопасность (Д).

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Основными причинами пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь; короткое замыкание; молния; статическое электричество и др.

Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [39]. Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003–75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [40]. Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой. Должны присутствовать огнетушители в соответствии с требованиями, а так же необходимо обеспечить ящиками с сухим песком емкостью 0,5 м³, лопатами и огнетушителями.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2850 метров на нефтяном месторождении Томской области на основании исходного технического задания.

Оценив горно-геологические условия, сделан взвешенный технически обоснованный вывод – использовать одноколонную конструкцию скважины. После анализа вводных данных в технологической части работы обоснованы и определены глубины спуска обсадных колонн их диаметры и разработана схема обвязки устья скважины. Для максимального срока службы сооружения выбраны интервалы цементирования и тампонажные растворы. Процесс сооружения скважины зависит от правильного выбора многих технических параметров, поэтому для решения данной задачи был сделан выбор в пользу оптимального для данного проекта породоразрушающего инструмента, от которого напрямую зависит скорость и время бурения. Так же были сделаны выводы, что наиболее подходяще и экономически целесообразно будет бурить интервал под направление роторной компоновкой, а на остальных интервалах винтовыми забойными двигателями, поэтому на основании осевой нагрузки и частоты вращения были подобраны наиболее полно подходящие для этой задачи винтовые забойные двигатели.

Для эффективного строительства скважины проработана рецептура буровых растворов, функции которых неразрывно связаны со многими технологическими процессами бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект». На основании полученных данных была подобрана оптимальная буровая установка. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшим потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшим коэффициентом ее работы.

Проанализировав современных производителей ясов можно сделать вывод, что конкурентоспособность и широкий выбор ясов, стремится отрасль производства к улучшению рабочих характеристик и стандартизации. Ясы играют важную роль в процессе бурения, использование ясов позволяет минимизировать риски аварий, связанных с прихватом инструмента, а заодно и минимизировать риски затрат на устранение возможных последствий.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ экологической и производственной безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. А.Л. Хохлов «Особенности выноса шлама в процессе строительства наклонно-направленных скважин». Конференция ТПУ, 2017 г.
5. Буринтех – официальный сайт [Электронный ресурс]: <http://burintekh.ru/products/jars/> (дата обращения: 26.05.2019).
6. Гидробурсервис – официальный сайт [Электронный ресурс]: <http://www.gidrobur-s.ru/> (дата обращения: 26.05.2019).
7. Нефтепромцентр – официальный сайт [Электронный ресурс]: <http://www.neftepromcentr.ru/> (дата обращения: 26.05.2019).
8. Роспомбур – официальный сайт [Электронный ресурс]: <http://rosprombur.ru/burilnye-yasy.html> (дата обращения: 26.05.2019).
9. РБСервис – официальный сайт [Электронный ресурс]: <http://rsbservice.ru> (дата обращения: 26.05.2019).
10. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 26.05.2019).
11. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

12. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 26.05.2019).

13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

14. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

15. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

16. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

17. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

18. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

19. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

20. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

21. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

22. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

23. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

24. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

25. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

26. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

27. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

28. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

29. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

30. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

31. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

32. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

33. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

34. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

35. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

36. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

37. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

38. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

39. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

40. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

Приложение А

Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости пластов

Интервал по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град		Коэффициент каверзости в интервале
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичное отложения	Q	0	–	1,3
20	157	Некрасовская серия	P ₃ nk	0 - 5	–	1,3
157	223	Чегановская свита	P ₃ chn	0 - 5	–	1,3
223	278	Люлинворская свита	P ₂ ll	0 - 5	–	1,3
278	312	Талицкая свита	P ₁ tl	0 - 5	–	1,3
312	430	Ганькинская свита	K ₂ gn	0 - 5	–	1,3
430	490	Славгородская свита	K ₂ slv	0 - 5	–	1,3
490	652	Ипатовская свита	K ₂ ip	0 - 5	–	1,3
652	675	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0 - 5	–	1,3
675	1515	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0 - 5	–	1,4
1515	2140	Киялинская свита	K ₁ kl	0 - 5	–	1,4
2140	2232	Тарская свита	K ₁ tr	0 - 5	–	1,2
2232	2450	Куломзинская свита	K ₁ klm	0 - 5	–	1,2
2450	2475	Баженовская свита	J ₃ bg	0 - 5	–	1,2
2475	2495	Георгиевская свита	J ₃ gr	0 - 5	–	1,2
2495	2570	Васюганская свита	J ₂₋₃ vs	0 - 5	–	1,2
2570	2794	Тюменская свита	J ₂ tm	0 - 5	–	1,2
2794	2800	Пермо-триасовая система	P-T	0 - 5	–	1,2
2800	2900	Палеозой, Девон	Pz, D ₃	0 - 5	–	1,2

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Название стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и тд.)
	от (кровля)	до (подошва)	% в интервале	краткое название	
1	2	3	4	5	6
Четвертичное отложения	0	20	50 50	Песок Глина	Почвенно-растительный слой, глины и суглинки, желтовато-серые пески и супеси
Некрасовская серия	20	157	40 60	Глина Песок	Пески светло-серые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями глин темно-серых, зеленовато-серых
Чегановская свита	157	223	10 90	Песок Глина	Глины серые, плотные с пропластками и линзами бурых углей, светло-серые пески
Люлинворская свита	223	278	100	Глина	Глины зеленовато-серые, опоковидные, алевроистые с тонкими прослоями песчаников
Талицкая свита	278	312	95 5	Глина Песчаник	Глины серые, с прослоями алевролитов и песаников
Ганькинская свита	312	430	5 95	Алевролит Глина	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов
Славгородская свита	430	490	100	Глина	Глипы серые, зеленовато-серые, плотные, иногда алевролитовые или опоковидные
Ипатовская свита	490	652	90 10	Песчаник Глина	Песчаники глауконито-кварцевые с резко подчиненными прослоями алевролитов и глин
Кузнецовская свита	652	675	100	Глина	Глины темно-серые с редкими линзочками песка
Покурская свита	675	1515	60 20 20	Глина Песчаник Алевролит	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно серые, слюдистые с гнездами песка. Алевролиты серые, слюдистые, слабоупроченные. Песчаники серые, желто-серые, разномзернистые
Киялинская свита	1515	2140	20 20 60	Песчаник Алевролит Глина	Глины пестроцветные, бурые плотные с прослоями песчаников и алевролитов серых, слюдистых, разномзернистых

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
Тарская свита	2140	2232	40 50 10	Аргиллит Песчаник Алевролит	Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, известковистые, крепкоцементированные, с прослоями алевролитов серых до темно-серых, крепких и аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых
Куломзинская свита	2232	2450	50 20 30	Аргиллит Алевролит Песчаник	Аргиллиты темно-серые, слоистые и массивные, плотные с растительными остатками; песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, известниковые
Баженовская свита	2450	2475	100	Аргиллит	Темно серые, битуминозные, слоистые с ихтиодетритом
Георгиевская свита	2475	2495	100	Аргиллит	Темно серые, морского происхождения битуминозные аргиллиты
Васюганская свита	2495	2570	20 20 60	Песчаник Алевролит Песчаник	Аргиллиты серые и темно-серые, слоистые с тонкими прослойками и линзами песчаников и алевролитов серых, массивных и слоистых, мелкозернистых, полимиктовых и кварц полевошпатовых, известковистых, крепкоцементированных
Тюменская свита	2570	2794	50 40 10	Аргиллит Алевролит Песчаник	Аргиллиты темно-серые, с прослоями алевролитов серых и светло-серых, мелкозернистых песчаников
Пермо-триасовая система	2794	2800	6 14 80	Сидерит Боксит Аргиллит	Глинисто-сидерит-бокситовые породы, участками ожелезненные
Палеозой, Девон	2800	2900	100	Известняк	Известняки органогенные, сгустково-комковатые, слоистые нефтенасыщенные

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Короткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Проница- емость, мД	Глинист- ость, %	Кабинет- ность, %	Твер- дость, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абразив- ность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	Песок Глина	2,0 1,9	25-30 30	2500 0	10 100	0 0	0 10	1 2	10 4	Мягкая
P ₃ nk	20	157	Глина Песок	2,1 1,9	30 30	0 1000	95 20	0 0	10 0	2 1	4 10	Мягкая
P ₃ chn	157	223	Песок Глина	2,1 1,9	30 30	0 1000	95 20	0 5	10 0	2 1	4 10	Мягкая
P ₂ II	223	278	Глина	2,2	20	0	100	0	10	4	4	Мягкая
P ₁ tl	278	312	Глина Песчаник	2,2 2,1	30 22	0 30	95 10	0 3	10 30	5 2	10 10	Мягкая
K ₂ gn	312	430	Алевроли т Глина	2,1 2,3	20 25	50 0	10 95	3 0	20 15	2 3	10 4	Мягкая
K ₂ slv	430	490	Глина	2,3	25	0	100	0	15	3	4	Мягкая
K ₂ ip	490	652	Песчаник Глина	2,1 2,3	22 20	30 0	10 95	3 0	30 10	2 3	10 4	Мягкая

Приложение Б

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица Б.1 – Осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Виды осложнения (желобообразование, перегиб ствола, искривление и т.п.)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Р - К ₂ - К ₁	20	2390	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадных колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров бурения (повышения нагрузки, расхода промывочной жидкости)

Таблица Б.2 – Осыпи и обвалы стенок

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применяемые ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность г/см ³	дополнительные данные по раствору на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P-K ₂	0	675	Глинистый	< 1,15	Водоотдача > 10 см ³	3	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдения скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины.
K ₁₋₂ pk	1000	1200	Глинистый	< 1,1	Водоотдача > 10 см ³	2,5	
J ₂ tm	2570	2794	Глинистый	< 1,1	Водоотдача > 8 см ³	2,5	
Pz, D ₃	2800	2900	Глинистый	< 1,1	Водоотдача > 8 см ³	2,5	

Таблица Б.3 – Прихватопасные зоны

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразова- ния и т.д.)	Буровой раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения оставления инструмента без движения или промыки	Условия возникновения прихвата
	от (верх)	до (низ)		тип	плот- ность, г/см ³	водоот- дача, см ³ /30 мин	смазываю- щие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - P	0	31 2	От обвалов и осыпей неустойчивых пород, заклинки инструмента	глинистый	1,1	>10	—	Да	Несоблюдение параметров растворов. Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Оставление бурового инструмента без движения
K ₂ - K ₁	312	23 90	От заклинки инструмента и сальнико- желобообразования	глинистый	1,1	>10	—	Да	

Таблица Б.4 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м	Глубина статического уровня максимальном поглощении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения поглощения (повышения плотности бурового раствора, гидродинамического давления и др.)
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P-K ₂	0	67 5	3	10	нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышения водоотдачи жидкости, не соблюдения режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение репрессии на пласт более чем на 20%, превышение допустимой скорости спуска бурильной и обсадной труб.
K ₁₋₂ pk	675	15 15	5	30	нет	0,17	0,20	
Pz, D ₃	2800	29 00	Вплоть до катастрофического поглощения без выхода циркуляции	250	да	0,12	0,20	

Приложение В

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–30 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж- ный диаметр, мм	Внутрен- ный диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–30 м)							
1.	Ш 393,7 МЗ-ЦГАУ	0,47	393,7	–	3-177	Ниппель	0,18
2.	К 393,7 МС	1,27	225	100	3-177 3-177	Муфта Муфта	0,45
3.	Переводник Н177хН152	0,44	225	100	3-152	Ниппель	0,03
					3-152	Ниппель	
4.	УБТ-203х100 Д	18,4	203	100	3-152	Ниппель	3,53
					3-152	Муфта	
5.	Переводник М133хН152	0,5	225	76	3-152	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6.	СБТ 127 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1,73
					3-133	Муфта	
7.	Переводник М133хН133	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
8.	КШЗ-133х35	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
9.	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,80

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30–900 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж- ный диаметр, мм	Внутрен- ний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумма рный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30-900 м)							
1	БИТ 295,3 В 516 (3х15мм)	0,3	295,3	—	3-152	Ниппель	0,07
2	КИ 295,3 МСТ	0,87	295,3	185	3-152	Муфта	0,28
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,04
					3-171	Ниппель	
4	Д-240.5000.56 (0°00')	9,0	240	—	3-171	Муфта	1,9
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	—	3-171	Ниппель	0,02
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
7	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
8	УБТ- 178х90 Д	36,8	178	90	3-147	Ниппель	5,3
					3-147	Муфта	
9	Переводник М133хН147	0.35	225	100	3-147	Ниппель	0.01
					3-133	Муфта	
10	СБТ 127 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	21,84
					3-133	Муфта	
11	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
12	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
13	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,80

Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (900–2850 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (900-2850 м)							
1	БИТ 215,9 В 713 (6х9мм)	0,37	215,9	—	3-117	Ниппель	0,05
2	Д-178.3600.78 (0°00')	6,89	178	—	3-117	Муфта	0,98
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-178	0,34	178	66	3-147	Ниппель	0,02
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-178РС	0,67	178	55	3-147	Ниппель	0,02
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	36,8	178	90	3-147	Ниппель	5,3
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
7	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,36
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	36,8	178	90	3-147	Ниппель	5,3
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
11	КС 215,9 СТ	0,46	215,9	70	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	60,58
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,80

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (2798–2817 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2798-2817 м)							
1	БИТ-215,9/100 С99 (8х8мм)	0,2	215,9	100	3-161	Муфта	0,02
2	УКР-172/100 Кембрий	14,32	178	100	3-161	Ниппель	1,40
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	36,8	178	90	3-147	Ниппель	5,3
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ 127 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	68,24
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение Г

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица Г.1 - Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент ковернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	30	30	393,7	—	1,3	5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 4,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 21$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перв1}} = 0$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент ковернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
30	900	870	295,3	323,9	1,4	86
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 53$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 86$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 246$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перв1}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 246$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перв2}} = 108$
ЭК Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент ковернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
900	2850	1950	215,9	244,5	1,2	128
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 17$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 58$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 10$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 128$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 344$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перв2}} = 108$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 237$

Таблица Г.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		ЭК		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	17	1	128	5	138	5	267	11
Глинопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	1141	1	10281	10	11048	11	22470	22
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	17	1	308	12	331	13	657	26
ПАЦ ВВ POLIPAC-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	128	5	138	5	267	10
ПАЦ НВ M-I PAC UL	Регулятор фильтрации	25	21	1	1285	51	1380	55	2686	107
Смазочная добавка DRILL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	1285	51	1380	55	2665	106
Барит	Регулирование плотности	1000	4427	5	80880	81	46927	47	132234	133

Приложение Д

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Д.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота,мм	Норма проходки на долото,	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
I	0-30	490	100	11	24	0-30	0,0120	0,36
II	0-900	393,7	1000	11	24	0-100	0,0120	1,20
						100-200	0,0121	1,21
						200-300	0,0121	1,21
						300-400	0,0122	1,22
						400-500	0,0133	1,33
						500-600	0,0146	1,46
						600-700	0,0146	1,46
						700-800	0,0146	1,46
III	750-2850	295,3	3000	12	32	800-900	0,0155	1,55
						750-800	0,0146	0,73
						800-900	0,0146	1,46
						900-1000	0,0155	1,55
						1000-1100	0,0158	1,58
						1100-1200	0,0159	1,59
						1200-1300	0,0160	1,60
						1300-1400	0,0166	1,66
						1400-1500	0,0177	1,77
						1500-1600	0,0188	1,88
						1600-1700	0,0190	1,90
						1700-1800	0,0193	1,93
						1800-1900	0,0199	1,99
						1900-2000	0,0210	2,10
						2000-2100	0,0212	2,12
						2100-2200	0,0213	2,13
						2200-2300	0,0216	2,16
						2300-2400	0,0217	2,17
						2400-2500	0,0219	2,19
						2500-2600	0,0220	2,20
						2600-2700	0,0222	2,22
						2700-2800	0,0224	2,24
						2800-2900	0,0225	2,25
Итого								53,88

Таблица Д.2 - Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ смет- ногорасчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, т.р
			Затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	80182
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2329
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12549
Итого по подготовительным работам			95070
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	180664
5	2.2	Разборка и демонтаж	11521
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	14114
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1699
Итого по вышкостроению и монтажу			207998
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	225820
9	3.2	Крепление скважины	259732
Итого по бурению и креплению			485553
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	72983
11	4.2	Испытание объекта	43234
12	4.3	Оборудование устья скважины	3469
Итого по испытанию			54001
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	59351
Итого по промыслово-геофизическим работам			59351
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель-ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	16366
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3371
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной уста-новки	31069
Итого по разделу VI			50806
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			842622
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	210655
Итого по разделу VII			210655

Таблица Д.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	256,99	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			-	0,00	-	2,07	-	88,31	-	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%			-	13,92	-	0,11	-	4,46	-	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,03	0,43	1,28	18,43	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,13	-	5,53	-	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины.испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,28	287,49	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,28	118,61	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	3,44	828,87
Эксплуатация ДВС	сут.	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	-	-	0,03	0,69	1,28	29,26	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,03	4,48	1,28	191,34	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	3,44	116,69

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Автомобильный спец транспорт	сут.	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт.	сут.	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	3,44	667,77
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	-	-	1,17	88,22	13,03	982,46	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,02	17,50	0,16	140,03	0,17	148,78
Сода кальцинированная	т	183,30	-	-	0,02	3,67	0,40	7,33	0,41	75,15
KCl	т	215,60	-	-	-	-	-	-	33,84	7295,90
M-I PAC UL, ПАЦНВ	т	783,00	-	-	0,22	216,26	1,79	1759,57	-	-
POLIPAC-R	т	658,20	-	-	-	-	1,63	1718,18	7,46	7863,59
DRILL-FREE	т	365,10	-	-	4,56	767,45	102,49	17249,07	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	18,00	300,24
Транспортировка материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,80	32,84	659,43	20,50	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб				10721,23		1730,87		26675,48		43889,06
Затраты зависящие от объема работ										
III 393,7 МЗ-ЦГАУ	шт.	5222,41	-	-	1,00	5222,41	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 516 (6x12,7мм)	шт	3754,30	-	-	-	-	1,00	3754,30	-	-
БИТ-215,9/100 С99	шт	4734,40	-	-	-	-	-	-	-	-
БИТ 215,9 В 713 (6*11,1мм)	шт	5696,60	-	-	-	-	-	-	1,00	5696,60
Калибратор 393,7	шт.	495,40	-	-	1,00	495,40	-	-	-	-
Калибратор 295,3	шт.	458,90	-	-	-	-	1,00	458,90	-	-
Калибратор 215,9	шт.	428,90	-	-	-	-	-	-	1,00	428,90
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	1268,0								
Итого позатратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,00		0,00		2783,35		8335,79		9579,83
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				10721,23		4514,22		35011,27		53468,89
Всего по сметному расчету, руб		128759,40								

Таблица Д.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%		–	–	52,68	–	114,36	–	145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%		–	–	2,85	–	6,20	–	7,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	5,00	41,05
Башмак колонный БКМ-351	шт	100,50	1,00	100,50	–	–	–	–
Башмак колонный БКМ-245	шт	85,50	–	–	1,00	85,50	–	–
Башмак колонный БКМ-168	шт	45,50	–	–	–	–	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-351	шт	31,11	1	31,11	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-245	шт	25,60	–	–	18	460,8	–	460,8
Центратор ЦЦ-168	шт	14,80	–	–	–	–	42	621,60
ЦКОДМ-351	шт	133,40	1,00	133,40	–	–	–	–
ЦКОДМ-245	шт	126,60	–	–	1,00	126,60	–	–
ЦКОДМ-168	шт	108,10	–	–	–	–	1,00	108,10

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Продавочная пробка ПРП-Ц-351	шт	80,50	1,00	80,50	—	—	—	—
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	—	—	1	59,15	—	—
Продавочная пробка ПРП-Ц-168	шт	30,12	—	—	—	—	1,00	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-351	шт	3960,00	1	3960,00	—	—	—	—
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	3320,00	—	—	1,00	3320,00	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-168	шт	2980,00	—	—	—	—	1,00	2980,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб	—	—	—	7439,87	-	10698,75	-	8233,68
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 351х8,5	м	37,21	35,1	1306	—	—	—	—
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	—	—	907,2	25882	—	—
Обсадные трубы 168х9,2	м	21,47	—	—	—	—	2755	59154
Обсадные трубы 168х10,4	м	26,67	—	—	—	—	112	2987
Портландцемент тампонажный ПЦТ- I I I -О6(4-6)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	18,14	486,88
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - I - 100	т	29,95	—	—	—	—	9,05	271,05
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	28,30	170,08
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	2,00	72,80
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	—	—	—	—	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	—	—	—	—	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	112,33	2107,31
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут	268,00	6351,60					
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб			1809,32		29792,95		72410,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	192423,10							
Всего по сметному расчету, руб	192423,10							

Приложение Е

